

КАЗАНСКИЙ (ПРИВОЛЖСКИЙ) ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Институт геологии и нефтегазовых технологий

Кафедра геологии нефти и газа

Р.А. Батырбаева, Р.Ф. Вафин, Р.Р. Ганиев

ПРОГРАММА

**преддипломной производственной практики и методические указания по
дипломному проектированию для студентов специальности 020305**

«Геология и геохимия горючих ископаемых»

Специализация «Геология нефти и газа»

Казань – 2011

*Принято на заседании кафедры геологии нефти и газа
Протокол № 22 от 16 ноября 2011 года*

Научный редактор

доктор геолого-минералогических наук,
заведующая кафедрой. И.Н. Плотникова

Рецензент

доктор геолого-минералогических наук,
профессор Б.В. Успенский

Р.А. Батырбаева, Р.Ф. Вафин, Р.Р. Ганиев

Программа преддипломной производственной практики и методические указания по дипломному проектированию / Р.А. Батырбаева, Р.Ф. Вафин, Р.Р. Ганиев. – Казань: Казанский университет, 2011. – 42 с.

Программа преддипломной производственной практики и методические указания к написанию дипломной работы составлены для студентов специальности 020305 «Геология и геохимия горючих ископаемых». Программа и методические указания позволят более целенаправленно подойти к сбору, обобщению и систематизации фактического геолого-промыслового материала, составить структуру дипломной работы.

© Батырбаева Р.А., Вафин Р.Ф.,
Ганиев Р.Р., 2011
© Казанский университет, 2011

СОДЕРЖАНИЕ

ЗАДАЧИ ПРАКТИКИ.....	4
РАБОЧЕЕ МЕСТО И ПЛАН ПРОХОЖДЕНИЯ ПРАКТИКИ.....	4
СОДЕРЖАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКИ.....	5
СОДЕРЖАНИЕ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ.....	7
Введение.....	8
Глава 1. Краткий географо-экономический очерк.....	9
Глава 2. История исследований и геологическая изученность.....	9
Глава 3. Геологическое строение и нефтегазоводоносность.....	9
3.1. Стратиграфия и литология.....	9
3.2. Тектоника.....	10
3.3. Нефтегазоводоносность.....	10
Глава 4. Геолого-геофизическая характеристика залежи.....	11
Глава 5. Краткая история и текущее состояние разработки рассматриваемого объекта.....	13
Глава 6. Специальная часть.....	13
Глава 7. Техничко-технологическая часть.....	23
Глава 8. Экономическая часть.....	23
Глава 9. Охрана недр и природы.....	23
Заключение.....	24
Применение компьютерных программ для моделирования геологического строения и разработки нефтяных залежей.....	24
ОФОРМЛЕНИЕ СПИСКА ЛИТЕРАТУРЫ.....	36
ТРЕБОВАНИЯ К ДЕМОНСТРАЦИОННЫМ ГРАФИЧЕСКИМ МАТЕРИАЛАМ.....	38
ПРИМЕРЫ ОФОРМЛЕНИЯ РАМОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ.....	40

ЗАДАЧИ ПРАКТИКИ

Производственная преддипломная геологопромысловая практика преследует цель – закрепление и углубление теоретических знаний, полученных в процессе учебы: дальнейшее развитие навыков самостоятельной производственной деятельности; изучение организации геологопромыслового дела; сбор, систематизация и обработка фактического материала, необходимого для выполнения дипломной работы.

РАБОЧЕЕ МЕСТО И ПЛАН ПРОХОЖДЕНИЯ ПРАКТИКИ

Производственная практика проводится студентами в подразделениях нефтегазодобывающих управлений (НГДУ) или в отраслевом НИИ.

Перед отъездом на практику каждому студенту из числа преподавателей назначается научный руководитель.

В зависимости от конкретного характера практики составляется индивидуальный план и определяется тема дипломной работы.

Тема дипломной работы может быть выбрана самим студентом, предложена руководителем практики со стороны производства по согласованию с кафедрой, либо преподавателем-руководителем дипломной работы.

Тематика дипломной работы должна соответствовать современному уровню науки и практики, быть актуальной, направленной на решение конкретных задач нефтегазопромысловой геологии и нефтегазодобывающей промышленности.

По прибытии на практику студент, вне зависимости от подразделения прохождения практики, обязан представиться руководителю геологической службы, а также руководителю практики от предприятия.

По возвращении в университет студент сдает на кафедру отчет о производственной практике, заверенный руководителем от предприятия, и путевку с характеристикой его производственной деятельности.

В двухнедельный срок со времени начала занятий студент обязан ознакомить своего руководителя дипломной работы со всеми отобранными материалами и защитить отчет.

Практика считается невыполненной и не засчитывается в случаях недобросовестного отношения и недостаточного личного участия студента в выполнении геологопромысловых работ, отсутствия или неполноты сбора первичного фактического материала, невыполнения срока прохождения практики.

СОДЕРЖАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКИ

За время прохождения производственной практики студент должен изучить геологическое строение исследуемой площади, специфику распределения нефти и газа по разрезу, особенности строения природного резервуара и закономерности распределения в нем углеводородов.

Особое внимание должно быть обращено на приобретение навыков выделения маркирующих горизонтов, установление положения в разрезе продуктивных горизонтов и разделяющих их пород, методику определения контактов (ВНК, ГВК, ГНК и др.).

Студент должен четко представлять себе обязанности промыслово-геологической службы при строительстве, эксплуатации скважин и разработке месторождения и приобрести практические навыки по:

- оперативному обслуживанию промысловых скважин;
- установлению технологического режима работы добывающих и нагнетательных скважин;
- контролю за работой каждой скважины: замеру дебитов нефти, газа, жидкости; определению обводненности продукции, величины газового фактора, а также приёмистости нагнетательных скважин;
- организации комплекса исследований методами потокометрии для изучения профилей притока и приёмистости каждой скважины и оценки охвата выработкой продуктивного разреза во времени;
- гидродинамическим исследованиям пластов и скважин; определению пластового и забойного давлений и изучению динамики пластового давления путем построения карт изобар; расчету коэффициентов продуктивности добывающих и приёмистости нагнетательных скважин;
- организации выполнения комплекса промыслово-геофизических исследований в скважинах, направленных на контроль изменения нефтегазонасыщенности продуктивных пластов в процессе выработки запасов;
- осуществлению мер по регулированию разработки залежи, исходя из установленных проектным документом требований;
- обоснованию планов капитального и подземного ремонтов скважин, определению комплекса мер по увеличению продуктивности и приёмистости скважин;
- контролю за охраной недр и окружающей среды.

Кроме того, студент, должен научиться составлять:

- текущую геолого-промысловую отчетность и оперативные сведения (эксплуатационные характеристики скважин и др.);
- карты изобар, контуров нефтегазоносности, разработки, литолого-фациальные карты.

На месте прохождения производственной практики студент обязан собрать графические, табличные и текстовые материалы, в том числе:

- 1) Обзорную карту района работ.
- 2) Сводный геолого-геофизический разрез.
- 3) Тектоническую схему и структурные карты.
- 4) Геолого-геофизические карты.
- 5) Карты изобар.
- 6) Карты разработки.
- 7) График разработки: динамики пластового давления, годового отбора жидкости, закачки воды, фонда скважин.
- 8) Материалы о коллекторских свойствах, нефтегазоводонасыщенности, показателях неоднородности горных пород (таблицы, кривые, гistogramмы, коэффициенты и т.п.).
- 9) Каротажные диаграммы, позволяющие обосновать положение ВНК (ГВК, ГНК) на различные даты.
- 10) Данные о добыче нефти, газа, воды по каждой скважине.
- 11) Интервалы перфорации (по всем скважинам).
- 12) Данные о пластовом и забойном давлениях и давлении насыщения по скважинам и годам.
- 13) Данные о соотношениях закачки и отбора.
- 14) Данные глубинных исследований о работающей толщине пласта-коллектора и текущем ВНК (дебитометрия, расходометрия, термометрия и т.д.).
- 15) Данные о физико-химических свойствах нефти, газа и попутной воды. Данные по воде должны быть по конкретным скважинам и на разные даты.
- 16) Начальные запасы нефти, свободного и растворенного газа, а также данные для подсчета текущих запасов.
- 17) Данные по методам повышения производительности скважины.
- 18) Данные по применяемым методам поддержания пластовой энергии и увеличению нефтегазоотдачи (гидродинамические, физико-химические и т.п.).

- 19) Техничко-экономические данные по видам работ и мероприятий для оценки их эффективности.
- 20) Выписки из фондовых материалов (отчеты, проекты и др.).
- 21) Список научной и фондовой литературы.

Помимо этого, по согласованию с руководителями практики следует собрать дополнительные материалы, содержание которых будет зависеть от конкретной задачи, решаемой в дипломной работе. При сборе материалов используются следующие документы, имеющиеся обычно в фондах или геолого-технологических отделах соответствующего НГДУ:

1. Отчеты территориального НИИ по изучению геологического строения, проектированию и анализу разработки рассматриваемого месторождения.
2. Годовые геологические отчеты нефтегазодобывающего управления.
3. Карточка объекта разработки, содержащая все годовые показатели его эксплуатации.
4. Эксплуатационные журналы (карточки) на каждую эксплуатационную и нагнетательную скважину, в которых по месяцам показываются основные данные по работе скважин – месячная добыча нефти и воды, обводненность, дебит нефти и жидкости, накопленная добыча нефти и воды, число дней работы, выполненные мероприятия по ремонту и изменению технологического режима скважины.
5. Таблица о технологическом режиме скважин (обычно составляются один раз в квартал), где приводятся фактические и планируемые на следующий квартал дебиты (приёмистость) каждой скважины, обводненность, пластовое и забойное давление, параметры работы оборудования при механизированной эксплуатации, давление на устье скважин при фонтанной эксплуатации и др.
6. Геофизические материалы (каротаж) по скважинам с заключениями по их интерпретации.
7. Карточки с результатами гидродинамических и других исследований скважин.

СОДЕРЖАНИЕ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

Дипломная работа должна содержать следующие разделы:

Введение – 2-3 стр. компьютерного текста.

I. Краткий географо-экономический очерк – 2-3 стр.

II. История исследования и геологическая изученность – 3-5 стр.

III. Геологическое строение и нефтегазоводоносность (общая характеристика) – 10-15 стр.

IV. Геолого-физическая характеристика залежи – 10-15 стр.

V. Краткая история и текущее состояние разработки эксплуатационного объекта – 5-7 стр.

VI. Специальная часть – 15-20 стр.

VII. Техничко-технологическая часть – 15-20 стр.

VIII. Экономическая часть – 3-5 стр.

IX. Охрана окружающей среды – 2-4 стр.

Заключение (рекомендации) – 2-3 стр.

Список используемой литературы (опубликованной и фондовой).

Таким образом, общий объем дипломной работы с иллюстрациями не должен превышать 60-90 страниц компьютерного текста. Разделы I-III обычно пишутся по литературным и фондовым материалам. Разделы IV-IX составляются автором дипломной работы на основе первичных исходных данных, собранных на предприятии. В случае, когда специальным вопросом дипломной работы является детальное изучение геолого-промысловой характеристики эксплуатационного объекта или какой-то части характеристики (например, изучение геологической неоднородности, изучение природного режима залежи) в разделе IV по литературным источникам приводятся краткие сведения по этим вопросам. В специальной же части эти вопросы прорабатываются детально на основе первичных исходных данных.

Для защиты дипломной работы студент-дипломник выполняет демонстрационную графику. Графика должна иллюстрировать геологическое строение месторождения и рассматриваемого объекта и пояснять основные положения специальной части диплома. Ниже даются более подробные объяснения по каждому из разделов дипломного проекта.

Введение

Во введении кратко излагаются следующие сведения:

- ◆ место прохождения преддипломной практики (населенный пункт, предприятие);
- ◆ характеристика района работ предприятия;
- ◆ цель и актуальность дипломной работы; связь темы работы с задачами, решаемыми предприятием (организацией);

- ♦ методы, используемые при решении задач дипломной работы, в том числе, выполненные автором лично;
- ♦ использование геоинформационных систем и информационных программ;
- ♦ объем и содержание первичных материалов, использованных при выполнении специальной части дипломной работы.

Глава 1. Краткий географо-экономический очерк

Административное положение района исследований, климат района, орография (рельеф), гидрографическая сеть, почва, растительность, дороги, население, промышленность, сельское и лесное хозяйство. Расстояние до ближайших нефтегазопроводов, нефтегазоперерабатывающих предприятий. Полезные ископаемые, в том числе нерудные (сырье строительных материалов). Возможность использования водных и других природных ресурсов района для промышленного освоения месторождения.

Раздел иллюстрируется обзорной картой небольшого масштаба, на которой указываются основные населенные пункты, транспортные пути, гидрографическая сеть, другие месторождения.

Глава 2. История исследования и геологическая изученность

Этапы поисково-разведочных работ. Сведения о подсчете (пересчете) запасов и порядке промышленного освоения месторождения.

Указанные сведения желательно свести в таблицу, где показать в хронологическом порядке основные этапы изучения и промышленного освоения месторождения.

Глава 3. Геологическое строение и нефтегазоводоносность (общая характеристика)

3.1. Стратиграфия и литология

Краткое последовательное описание снизу вверх стратиграфии и литологии разреза месторождения с указанием толщин, руководящей фауны и других органических остатков, на основании которых проведено биостратиграфическое расчленение разреза.

Глава иллюстрируется схемами корреляции геолого-геофизических разрезов скважин, сводным разрезом месторождения.

3.2. Тектоника

Описывается положение структуры месторождения относительно основных тектонических элементов района (свода, валов, прогибов, впадин и т.п.). Дается детальное описание структурных (морфологических) особенностей продуктивной части разреза месторождения и других частей геологического разреза.

Приводятся данные о морфологии структуры, углах падения пластов в разных частях структуры; наличии, характере и амплитуде тектонических нарушений. Описываются поднятия и впадины, осложняющие структуру.

Раздел иллюстрируется структурными картами по кровле, подошве или другой реперной поверхности продуктивного горизонта, а также схематическим геологическим профилем месторождения по всему разрезу.

3.3. Нефтегазоводоносность

Дается краткое описание нефтегазоводопроявлений в разрезе месторождения по стратиграфическим подразделениям. Особое внимание должно быть обращено на промышленные нефтегазоводопроявления; наличие залежей нефти и газа. Сведения о нефтегазоводоносности целесообразно сводить в таблицы. В них следует поместить следующее: название стратиграфического подразделения, характер нефтегазоводопроявления (промышленное, непромышленное, нефть, газ, вода), по каким данным зафиксировано нефтегазоводопроявление – опробованию, геофизическим методам, керновым данным; тип залежи, положение ВНК, ГВК, ГНК, плотность и вязкость нефти и газа, газонасыщенность, пластовое давление, температура, давление насыщения, содержание серы, парафина, асфальтенов, смол, содержание в газе газоконденсата, и редких компонентов; стадия освоения залежи (промышленная разведка, разработка); нефтегазонасыщенные толщины, размеры залежей, запасы нефти и газа, степень их изученности.

Графически раздел иллюстрируется схемами строения залежей, их контуров, показом нефтегазоводонасыщения на сводном разрезе и схематическом профиле, о которых говорилось выше.

Описываются гидродинамические особенности водоносных комплексов в разрезе месторождения. Приводятся сведения о гидростатических напорах, измеренных в пьезометрических и других скважинах в районе месторождения. Дается характеристика (устанавливаются типы) водонапорных систем (комплексов); указываются направление и скорость движения подземных вод (области питания и разгрузки). Приводится гидрохимическая характеристика

вод основных водопроявляющих комплексов и объектов исследования (минерализация, плотность, вязкость, температура, солевой состав вод, геохимическая характеристика). В заключении даются предварительные выводы о природном режиме работы рассматриваемой залежи нефти (газа) и о возможностях промышленного использования пластовых вод для заводнения и других хозяйственных нужд.

Глава 4. Геолого-геофизическая характеристика залежи

В разделе описываются литологическая характеристика рассматриваемых продуктивных отложений; геологическая неоднородность отложений; условия залегания нефти, газа, воды; свойства пластовых флюидов; оценивается природный режим работы залежей.

Схема описания приводится ниже.

1. Литолого-физическая характеристика эксплуатационного объекта

Типы коллекторов, участие в разрезе горизонта непроницаемых пластов и прослоев, распространение коллекторов и их различных типов по площади.

Толщина объекта – общая и эффективная, ее изменение по площади.

Коллекторские свойства (пористость, проницаемость) и начальная нефтенасыщенность, их изменение по площади и разрезу.

Геологическая неоднородность продуктивных отложений. Макронеоднородность – распределение значений толщин: коэффициенты песчанистости, расчлененности, связанности и др. Микронеоднородность – распределение и вариации пористости и проницаемости.

Связи (аналитические и графические) коллекторских свойств с глинистостью, карбонатностью, содержанием цемента, толщиной пласта.

На базе изучения неоднородности эксплуатационного объекта должны быть изложены геологические представления:

- об участках активного и затрудненного подъема ВНК, ГНК, ГВК;
- об участках и зонах перетока нефти и газа из одного пласта в другой при разработке залежи;
- по прогнозу степени охвата залежей разработкой.

Эта часть раздела иллюстрируется литологическими картами, толщин, пьезо- и гидропроводности объекта, графиками зависимостей параметров и т. п.

2. Строение залежи

Дается обоснование типа залежи, положения ВНК, ГВК, ГНК и контуров нефтегазоносности. Оцениваются размеры залежи, размеры водонефтяных, газонефтяных и газоводяных зон, характеристика переходных зон, нефтегазоводонасыщение коллекторов по разрезу и площади.

Начальное пластовое давление, давление насыщения нефти газом, газонасыщенность нефти и пластовой воды, содержание газоконденсата, пластовая температура.

Раздел иллюстрируется детальными геологическими профилями, картами контуров и зон залежи.

3. Физико-химические свойства пластовых нефти, газа, конденсата, воды

Положение контактов показывается на геологических профилях, положение контуров – на структурных картах. При значительном диапазоне величин и наличии закономерностей в изменении давления насыщения, газонасыщенности, вязкости, плотности нефти и т.д. могут быть построены карты изменения этих параметров.

4. Природный режим залежи

Оценивается он, исходя из гидродинамических условий залежи и геологической характеристики объекта исследования (удаленность от области питания, наличие или отсутствие газовой шапки, связи с контурной зоной, проницаемость и степень геологической неоднородности продуктивных пластов, соотношение пластового давления и давления насыщения нефти газом; соотношение вязкости пластовых нефти и воды), динамики пластового давления и газового фактора в зависимости от отбора жидкости и газа до начала воздействия на пласт и др.

Кроме названных ранее графических материалов, характеризующих строение пластов и залежи, для иллюстрации режима может быть построен график зависимости пластового давления от накопленного отбора жидкости (газа) с начала разработки нефтяной (газовой) залежи, а также график изменения газового фактора в зависимости от текущей или накопленной добычи нефти.

5. Запасы (ресурсы) нефти и газа

Характеристика метода подсчета. Обоснование категории запасов и подсчетных параметров. Покатегорийный подсчет запасов нефти и газа.

Глава 5. Краткая история и текущее состояние разработки рассматриваемого объекта

В этом разделе дается краткая история проектирования разработки и промышленного освоения месторождения. Приводятся основные положения утвержденного проекта разработки, показывается порядок реализации проекта. Отмечаются основные изменения, внесенные в проект в процессе его внедрения.

Постадийно описывается динамика годовых показателей разработки изучаемого объекта с начала разработки: годовой добычи нефти (газа), действующего фонда эксплуатационных и нагнетательных скважин, годового отбора жидкости, обводнения продукции, соотношения объемов закачиваемой и отбираемой жидкости, пластового давления, газового фактора, среднего дебита на одну скважину по нефти, газу.

Выявляется зависимость динамики добычи нефти от геолого-физических факторов, от принятой системы разработки и от других основных показателей (фонда скважин, объемов закачки воды, темпов обводнения продукции, отбора жидкости и др.).

Названные показатели разработки объекта по годам в тексте диплома сводятся в таблицу, в которой добыча нефти и отбор жидкости показываются как в тысячах тонн, так и в процентах к начальным извлекаемым запасам. В разделе рассматриваются также условия эксплуатации скважин – изменение во времени количества действующих скважин, способ эксплуатации, средний дебит нефти, газа и жидкости, обводненность. Выясняется подход к отключению обводняющихся (загазовывающихся) скважин и пластов.

Изучается влияние форсированного отбора жидкости на обводненность скважин.

Сравниваются значения текущей и проектной нефтеотдачи и, исходя из состояния разработки объекта (уровень текущей добычи, состояние фонда скважин, обводненность продукции и др.), делается предварительный вывод о возможности достижения проектной нефтеотдачи.

Для иллюстрации раздела приводится карта текущего состояния разработки, график разработки объекта, карта изобар, карта газовых факторов. Могут быть приведены графики, отражающие характерные особенности эксплуатации скважин.

Глава 6. Специальная часть

В специальной части студентом-дипломником на основе первичных данных рассматривается один или несколько вопросов детального изучения

геолого-физической характеристики или геолого-промыслового анализа разработки исследуемого объекта. В качестве примеров могут быть названы следующие специальные темы:

- 1) изучение геологической неоднородности эксплуатационного объекта;
- 2) изучение природного режима залежи;
- 3) изучение эффективности применяемого воздействия на пласт;
- 4) геолого-промысловый контроль за заводнением пластов;
- 5) исследование динамики и темпа обводнения пластов;
- 6) изучение эффективности использования пробуренного фонда скважин;
- 7) изучение охвата объекта разработкой;
- 8) анализ эффективности технологических мероприятий по интенсификации добычи нефти и газа (в рамках принятой системы разработки);
- 9) изучение нефтеотдачи (газоотдачи) в процессе разработки объекта;

Ниже излагаются задачи и примерное содержание исследований указанных вопросов.

Изучение геологической неоднородности эксплуатационного объекта

Макронеоднородность оценивается по литологическим картам объекта и детальным геологическим профилям. Для расчета используются также полигоны распределения литологических разностей и мощности объекта исследования в целом по отдельным пластам, треугольники Крумбейна и т.п.

При изучении микронеоднородности по картам коллекторских свойств, полигонам распределения их значений рассчитываются вариации значений пористости и проницаемости, определяются связи коллекторских свойств и, в частности, проницаемости с глинистостью, карбонатностью, содержанием цемента. Исследуются также связи проницаемости с эффективной толщиной пласта. Определяются аналитические выражения этих связей и коэффициент корреляции.

Для изучения общих закономерностей в строении неоднородных пластов по геофизическим данным строятся их сводно-статистические разрезы.

Тема завершается выявлением влияния неоднородности на разработку залежи, на динамику обводнения продукции, охват пластов разработкой.

Изучение природного режима залежи

Эта тема предусматривает изучение режима работы залежи в процессе ее разработки.

Помимо изучения геолого-промысловой характеристики объекта для выявления режима работы залежи необходимо провести анализ изменения пластового давления, газового фактора, обводнения продукции в зависимости от текущего и суммарного отбора жидкости (газа). При изучении природного режима смешанного типа важно оценить роль различных фаз режима в извлечении нефти (газа) из недр. В таких случаях необходимо определить: накопленную добычу нефти (газа), жидкости, полученную за время проявления той или иной фазы режима (упругие силы, растворенный газ, газовая шапка, напор воды); добычу нефти (газа), жидкости на единицу величины изменения пластового давления, добычу за безводный период и т.п. Таким образом, определяется доля участия разных факторов (фаз режима) в вытеснении нефти (газа) из пласта.

При участии в природном режиме напора контурных вод (расширяющего влияние газовой шапки) полученные при расчете объемы вторгшейся в залежь воды (газа) сопоставляются с фактически заводненным (загазованным) объемом залежи, определенным по данным контроля за перемещением контактов. Это дает возможность проверить достоверность определения текущего ВНК (ГНК).

В итоге выдаются рекомендации по совершенствованию комплекса исследований для контроля за перемещением ВНК (ГНК), по изменению темпов отбора жидкости из пласта, по воздействию на пласт и др.

Кроме графических приложений, указанных в разделе 3, для иллюстрации темы могут составляться карты заводненной (загазованной) толщины объекта.

Изучение эффективности применяемого воздействия на пласт

Эта тема предусматривает решение следующих вопросов:

- оценка прироста добычи нефти в результате воздействия на пласт (заводнение, закачка газа, термические методы);
- оценка охвата залежи воздействием;
- оценка соответствия объемов закачки воды отбираемой из пласта жидкости;
- оценка оттока нагнетаемого в пласт агента за пределы залежи.

Первый вопрос решается путем сравнения возможных (при природном режиме) и фактических (при воздействии на пласт) зависимостей годовой добычи нефти и пластового давления от накопленного отбора нефти из объекта. Возможные при природном режиме зависимости определяются расчетным путем или, при значительной продолжительности периода эксплуатации залежи

до организации воздействия, путем экстраполяции кривых, полученных за этот период.

Соответствие объемов закачки отбору жидкости определяется путем анализа кривой изменения пластового давления.

Отток воды (или другого агента) за пределы залежи (за контур нефтеносности, под ВНК, в соседние пласты в связи с дефектами скважин, на поверхность в связи с негерметичностью водоводов и др.) определяется с помощью метода материального баланса или оценивается примерно по изменению давления в законтурных пьезометрических скважинах.

Степень охвата залежи воздействием определяется на основании соответствующих карт и профилей, на которых по данным всего комплекса исследований скважин наносятся границы распространения влияния воздействия.

В результате исследований по теме даются рекомендации по регулированию процесса воздействия на объект, направленные на увеличение охвата объекта разработкой.

Геолого-промысловый контроль за заводнением пластов

В разделе приводятся данные, на основе которых установлено начальное положение ВНК (ГНК), и подробно описывается его поверхность.

Характеризуется комплекс геолого-промысловых и промыслово-геофизических исследований скважин, осуществляемый для контроля за перемещением воды в пластах (наблюдение за обводнением скважин, радиометрия в контрольных скважинах, сопоставление профилей приёмистости и отдачи и др.).

Анализируются данные, полученные при проведении указанных исследований. Описывается текущее положение ВНК и контуров нефтеносности. Определяются доли объема пласта, заводненного нагнетаемой и пластовой водой. Делаются выводы о характере заводнения объекта (равномерное, опережающее по кровле или подошве пласта, быстрое продвижение по наиболее проницаемым пропласткам и т.д.). При многопластовом объекте характер заводнения описывается по каждому пласту в отдельности. Определяются скорости перемещения воды на различных участках залежи и в разных пластах.

В итоге обосновываются мероприятия, направленные на регулирование движения вод в пластах: форсирование отборов из обводненных скважин, ограничение непроизводительных отборов воды проведением изоляционных

работ, дальнейшее развитие системы заводнения, перераспределение отборов жидкости между эксплуатационными скважинами и т.д.

Раздел иллюстрируется картой с начальными и текущими контурами нефтеносности; картами заводненной и текущей нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщин; профилями с начальным и текущим ВНК (ГНК), графиками обводнения продукции объекта и отдельных скважин; наиболее характерными промыслово-геофизическими и другими материалами, отражающими перемещение ВНК в скважинах.

Исследование динамики и темпа обводнения пластов

Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов являются на сегодняшний день наиболее эффективными и широко применяемыми в мировой практике разработки нефтяных месторождений.

Обычно обводнение продукции скважин принято анализировать по так называемым характеристикам вытеснения через параметры накопленных отборов нефти, воды и жидкости. Однако графики таких характеристик обычно криволинейны, аппроксимация их затруднительна, а применение логарифмических и полулогарифмических координат не приводит к заметной линеаризации, к тому же эти координаты не имеют явного физического смысла.

Поэтому, изучение особенностей обводнения продукции скважин эффективнее проводить с помощью характеристик обводнения продукции скважин (графиков ХОПС), а оценку динамики и темпа этого процесса по картам параметра "Т", построенным в хронологическом порядке по годам с начала обводнения продукции. Графики ХОПС и карты "Т" позволяют не только фиксировать процесс обводнения продукции скважин, но и прогнозировать показатели работы скважин, вскрыть причины (в т.ч. геологические) обводнения и т.п.

Изучение эффективности использования пробуренного фонда скважин

От того, как используется фонд пробуренных скважин в процессе эксплуатации, насколько реализуются добывные возможности каждой скважины, во многом зависят основные показатели разработки объекта.

Для оценки эффективности использования фонда скважин необходимо изучить изменение во времени количества пробуренных скважин; количества действующих эксплуатационных и нагнетательных скважин; количества скважин, эксплуатируемых фонтанным и различными механизированными

способами (компрессорным способом, погруженными, штанговыми и другими насосами). Показывается коэффициент эксплуатации скважин.

Кроме того, изучают следующие показатели (и их динамику): средний дебит на одну скважину по нефти и жидкости; добычу по способам эксплуатации; число скважин, выбывших из эксплуатации, их обводненность и дебит перед отключением; среднюю накопленную добычу нефти, газа, воды на одну скважину, выбывшую из эксплуатации (раздельно для скважин, где достигнута и не достигнута проектная обводненность); средний срок эксплуатации каждой из указанных категорий скважин; среднюю фактическую обводненность продукции и водный фактор выбывших из эксплуатации скважин.

Оценивая эффективность использования фонда скважин, необходимо выяснить причины имеющихся несоответствий между фактическими и проектными показателями работы скважины (более сложные, чем принималось в проекте, геологические условия эксплуатации, неполное вскрытие объекта перфораций; преждевременное отключение обводненных скважин, поздний перевод на механизированный способ эксплуатации, неправильный выбор этого способа, низкий уровень технического состояния скважинного оборудования).

В результате проведенного анализа фонд эксплуатационных скважин делится на группы, требующие в зависимости от геологических и текущих технологических условий разработки разного подхода к их эксплуатации. При разделении на группы могут учитываться расположение скважин относительно текущего ВНК (ГВК), приуроченность их к зонам с разной продуктивностью, плотностью сетки скважин на разных участках, расстояние до нагнетательных скважин и т.д.

Раздел завершается обоснованием конкретных геолого-технологических мероприятий повышения эффективности использования фонда в соответствии с геологическими особенностями и текущим состоянием разработки объекта на разных участках.

Изучение охвата объекта разработкой

Охват пласта разработкой определяет полноту вовлечения в эксплуатацию запасов нефти, газа по площади и разрезу. Охват определяется величиной части объема залежи, участвующей в перераспределении пластового давления и в процессе вытеснения нефти.

Для изучения охвата пласта разработкой необходимо детальное изучение геологической неоднородности продуктивного пласта – определение ее количественных показателей и установление степени соответствия

осуществляемой системе разработки, в первую очередь, размещению эксплуатационных и нагнетательных скважин. Последнее достигается путем тщательного изучения взаимодействия нагнетательных и эксплуатационных скважин с выделением пластов или прослоев, по которым это взаимодействие происходит. При этом привлекаются данные исследования скважин расходомерами, дебитомерами и все другие возможные методы оценки приёмистости и притока, а также работающей толщины пластов.

Характер перераспределения давления в пределах залежи изучается путем сравнения карт изобар на разные даты. При многопластовом объекте разработки карты изобар желательно иметь на каждый пласт. Сравнение карт изобар проводится с учетом темпов отбора жидкости и коллекторских свойств пластов на участках залежи, с использованием карт разработки, зональных (литологических) карт, карт коллекторских свойств, гидропроводности и др.

При оценке охвата разработкой многопластового объекта целесообразно строить карты, где по результатам корреляции разрезов скважин указывается, сколько пластов и какие именно (по принятой промысловой номенклатуре расчленения объекта разработки) вскрыты в той или иной эксплуатационной и нагнетательной скважине. Для количественных оценок охвата объекта разработкой по данным анализа этих карт строятся статистические распределения количества скважин по числу пластов, вскрытых в каждой скважине. Далее можно рассчитать частоту встречаемости различных пластов в разных сочетаниях в заданном количестве скважин.

Рассмотренный подход может быть использован при оценке охвата разработкой однопластовых нерасчлененных объектов с большой эффективной толщиной. В таких случаях вместо количества пластов можно оперировать степенью вскрытия пласта по толщине или относительной работающей толщиной перфорированной части пласта в различных скважинах.

Результатом исследования являются выявление границ зон пласта (при многопластовом объекте – пластов), охваченных разработкой, и определение коэффициентов охвата по каждому пласту. На базе анализа распределения отборов нефти (газа) определяются темпы разработки отдельных пластов и участков залежи. По результатам анализа обосновываются мероприятия, направленные на увеличение охвата пластов разработкой.

Анализ эффективности технологических мероприятий по интенсификации добычи нефти и газа (в рамках принятой системы разработки)

В процессе эксплуатации с целью более полного охвата объекта разработкой приходится бурить дополнительные скважины, осваивать под закачку воды дополнительные нагнетательные скважины, проводить мероприятия по воздействию на призабойную зону скважин, увеличивать перепады давления между зонами нагнетания объекта и отбора нефти и т.п. В каждом случае необходимо оценивать эффективность мероприятий. Если производилось дополнительное бурение скважин на участке залежи, или действующий фонд скважин увеличился за счет перевода скважин с других объектов, следует определить, какой прирост добычи нефти (газа) получен за счет этого. Необходимо оценивать текущий и суммарный (до конца разработки) прирост нефтегазодобычи.

При этом следует выделять две группы дополнительно введенных скважин:

а) скважины, вскрывшие ранее не эксплуатирующиеся линзы или участки пласта, по которым вся добыча принимается в виде прироста нефтеотдачи;

б) скважины, пробуренные на участке с монолитным строением пласта, по которым дополнительная добыча рассчитывается с учетом их взаимодействия (интерференции) с соседними, ранее пробуренными скважинами. При этом используются данные о тенденциях снижения добычи нефти по ранее пробуренным скважинам.

Прирост добычи за счет активизации системы воздействия (создание очагов, повышение давления нагнетания и т.п.) определяется сравнением дебитов нефти по окружающим скважинам до и после проведения мероприятий. Прирост добычи за счет воздействия на призабойную зону скважин (ГРП, кислотная обработка, термовоздействие и т.п.) определяется сравнением дебита нефти, газа этих скважин до и после обработки. Оценка прироста нефтегазодобычи за счет рассмотренных мер интенсификации может быть лишь тогда объективной, когда учитываются другие, одновременно происшедшие изменения в состоянии разработки на участках залежи.

Нередко проведенные мероприятия незначительно влияют на суммарную добычу на участке, но заметно снижают темп роста обводнения продукции. В этих случаях при оценке эффекта следует ориентироваться на итоговые показатели разработки – возможные изменения в нефтеотдаче, водном факторе, обводненности. При оценке эффекта от выполнения мероприятий необходимо учитывать увеличение "работающей" толщины пласта в скважинах. Для этого

следует учитывать все имеющиеся результаты исследования скважин глубинными дебитомерами, расходомерами до и после проведения мероприятия. В итоге рекомендуется комплекс мероприятий по интенсификации разработки, наиболее эффективный для конкретных геолого-физических условий.

Изучение нефтеотдачи (газоотдачи) в процессе разработки объекта

Анализ разработки позволяет уточнить возможную конечную нефтегазоотдачу, что важно для дальнейшего планирования добычи. Для оценки нефтеотдачи обычно используют следующие пути:

- 1) определение нефтеотдачи в заводненном объеме залежи;
- 2) определение нефтеотдачи по залежи в целом с применением статистических методов, основанных на связях между показателями разработки;
- 3) метод материального баланса.

Нефтеотдачу заводненного объема определяют отношением суммарной (накопленной) добычи нефти из залежи к начальным балансовым запасам нефти в заводненном объеме. При этом учитывается, что часть добычи получена за счет других видов энергии (упругие силы, растворенный газ и т.п.). Для подсчета запасов в заводненном объеме определяют положение водонефтяного контакта и все параметры залежи в этом объеме. Запасы подсчитывают объемным методом.

Надо иметь в виду, что полученная указанным путем нефтеотдача может несколько отличаться от таковой для залежи в целом (быть ниже ее, например, при повышенной вязкости нефти и выше – при значительной неоднородности пласта). С учетом этого нефтеотдача заводненного объема позволяет с достаточной определенностью оценивать конечную отдачу залежи в целом.

Для оценки конечной нефтеотдачи (извлекаемых запасов) объекта статистическими методами используют зависимости между различными изменяющимися во времени показателями разработки: текущая годовая добыча нефти - накопленная добыча нефти; обводненность продукции - накопленный отбор нефти (или текущая нефтеотдача); текущее соотношение нефти и воды в продукции - накопленная добыча нефти и др. Последняя зависимость более полно учитывает закономерности извлечения нефти при вытеснении ее водой.

Статистические методы дают достаточно достоверную оценку конечной нефтеотдачи лишь после продолжительной разработки залежи. Метод материального баланса в связи с некоторой сложностью определения

подсчетных параметров обычно используется в качестве вспомогательного для определения нефтеотдачи в заводненном объеме.

Оценку нефтеотдачи (текущей, конечной) важно проводить не только в целом для залежи, но и для различных частей залежи (зон разработки пластов). При этом выявляют участки, где выработка запасов отстает, и намечают меры по интенсификации разработки, соответствующие геолого-технологическим условиям объекта: ввод дополнительных эксплуатационных скважин, развитие и регулирование системы воздействия на пласт и т.п.

С целью изучения нефтеотдачи составляют карты и профили, отражающие начальное и текущее положение ВНК и контуров нефтеносности, карту заводненной толщины пласта, графические зависимости между указанными в тексте показателями разработки и накопленной добычи (текущей нефтеотдачей) и др. Кроме изложенных, в специальной части могут рассматриваться и другие вопросы.

Изучение продуктивности скважин

Тема предусматривает:

- выявление фактов изменения коэффициента продуктивности скважин по индикаторным диаграммам;
- выявление причин снижения коэффициента продуктивности;
- анализ выполненных мероприятий по увеличению коэффициента продуктивности с выявлением наиболее эффективных;
- обоснование рекомендаций по повышению коэффициента продуктивности (выбор скважин, подлежащих обработке, и эффективных методов).

В процессе разработки залежей может происходить изменение продуктивности. Продуктивность может уменьшаться в результате ухудшения фильтрационных свойств пласта в призабойной зоне (из-за выпадения парафина, выделения газа из нефти, образования песчаных пробок, частичной закупорки пор при задавке скважин и др.). Вместе с тем, продуктивность может возрастать в результате обработки призабойных зон скважин, ГРП, дополнительной перфорации, включения в работу ранее бездействующих интервалов пластов и т.д.

Для решения задачи необходимо иметь:

- индикаторные кривые всех скважин на все возможные даты (за весь период разработки);
- эксплуатационные карточки скважин;

- материалы исследования скважин глубинными дебитомерами;
- данные о выполненных в скважинах работах по увеличению коэффициента продуктивности с оценкой эффективности методов;
- таблицу годовых показателей разработки залежи (участка).

Глава 7. Технико-технологическая часть

Эта часть может выполняться в двух направлениях. Первое направление связано с улучшением организации геолого-промысловых и геолого-геофизических исследований по детальному геологическому изучению месторождения и контролю за эксплуатацией. Для разработки первого направления могут быть предложены следующие вопросы: использование геофизических методов для детальной корреляции продуктивных разрезов скважин и для оценки текущего расположения ВНК, ГВК, ГНК с бурением оценочных скважин, организация исследований для оценки работающей толщины пластов дебитомерами, расходомерами.

Второе направление предусматривает обоснование мероприятий по применению методов интенсификации добычи нефти и газа, уменьшению темпов обводнения, регулированию продвижения контуров залежи, увеличению охвата объекта разработкой. К этим мероприятиям могут быть отнесены: ввод в эксплуатацию новых скважин; усовершенствование системы воздействия на пласт (ввод новых нагнетательных скважин), увеличение давления нагнетания; организация воздействия на пласт; регулирование охвата пласта разработкой (регулирование профилей приёмистости, притока); изоляция вод, форсированный отбор жидкости и т.д.

Глава 8. Экономическая часть

В этой части приводится оценка экономической эффективности мероприятий по контролю и регулированию разработки, предлагаемых в специальных и технических частях дипломной работы.

Глава 9. Охрана недр и природы

Приводятся данные о загрязнении территории месторождения, грунтовых и подземных вод, водоемов, атмосферы, сохранности лесов, лугов и т.п. Рассматриваются пути повышения эффективности мер по охране труда и природы, утилизации газа, газоконденсата и пластовых вод для хозяйственных нужд, рекультивация земель, отводимых для нужд разработки.

Заключение

Подводятся краткие итоги проведенных исследований, формулируются основные выводы и рекомендации.

Применение компьютерных программ для моделирования геологического строения и разработки нефтяных залежей*

Выбор моделирующего пакета. В нефтяной промышленности нашли распространение большое количество различных видов компьютерных программ для моделирования геологического строения и разработки залежей нефти. Из всего разнообразия можно выделить две категории программных продуктов: отечественные и зарубежные. В настоящее время большинство пакетов – зарубежные. Из анализа геологических моделей по литературным данным, выполненных в различных моделирующих пакетах можно сделать следующие заключения. В пакете Schlumberger модель строится на очень мелкой регулярной сетке с шагом по вертикали равным 0.2 - 0.4 м, т.е. принятым при оцифровке данных каротажа.

Геологическая модель природного резервуара в пакете Roxar строится на неравномерной по Z сеточной области, причем неактивные ячейки исключаются из рассмотрения. Модель природного резервуара в пакете Landmark может быть представлена более крупными элементами, хорошо согласующимися с геологической структурой пласта. То же можно сказать относительно модели, выполненной на структурированной сетке в отечественных программных комплексах ТРИАС и ДельтаОйл. Такая сетка позволяет достичь хорошего согласования всех структурных поверхностей, проницаемых интервалов и поверхностей ГНК и ВНК. И хотя при построении такой сетки удастся сохранить все основные элементы геологического строения, однако разрешающая способность подобной модели будет ниже, чем для мелких сеток.

Модели, построенные в различных программных комплексах, отличаются расчетными алгоритмами, видом сеток, которые могут быть равномерными, неравномерными, структурированными по координате z. Различаются также способы хранения информации. Алгоритмы расчетов и компьютерные программы непрерывно совершенствуются, поэтому сказанное выше относится лишь к определенному временному отрезку, на котором удастся проследить происходящие изменения.

** (Материал написан на основе совместной статьи Д.В.Булыгин, Р.Р. Ганиев К вопросу подготовки студентов по курсу моделирования геологии и разработки нефтяных месторождений Георесурсы №2(25)/ 2008 С.13-18)*

Относительно преимуществ и недостатков тех или иных программных комплексов нужно сказать, что самым лучшим является тот, которым в совершенстве владеет специалист. Описание достоинств программных пакетов часто носит рекламный характер и не может быть принят на веру без соответствующих корректив. Каждый комплекс разрабатывался по техническим требованиям определенных нефтяных компаний. Поэтому он не является универсальным, пригодным для моделирования всех без исключения геологических условий, а имеет свои сильные и слабые стороны.

В настоящее время большинство пакетов, принятых к промышленному использованию Центральной комиссией по разработке, являются зарубежными. Техническое описание этих пакетов имеет вид руководств пользователя и не всегда содержат информацию об используемых алгоритмах.

На сегодняшний день доступными в компьютерном классе на кафедре геологии нефти и газа являются программные средства для геолого-фильтрационного моделирования ТРИАС и ROXAR. Готовиться соглашение о предоставлении академической лицензии с правообладателем программы ДельтаОйл. Имеющиеся программные комплексы содержат все необходимые приложения, которые требуются для создания базы данных проекта, строить геологическую модель, рассчитывать фильтрационную модель, проводить оценку и планирование геолого-технических мероприятий.

Создание проектной базы данных. Последовательность получения и подготовки исходных данных можно рассматривать в качестве первого этапа в технологической цепочке построения геолого-фильтрационной модели. В результате сбора, обработки и анализа первичной геологической информации создается учебная база данных.

Источниками для формирования базы данных являются электронные таблицы данных по координатам скважин и пластопересечений, результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин, добыче и закачке, замерам пластовых и забойных давлений, интервалам перфорации, геолого-техническим мероприятиям, конструкции скважин, контурам нефтегазовосности и пр., а также справочники модельных месторождений. Для создания концептуальной модели и подготовки паспорта месторождения нужны отчетные материалы по объекту исследования, включающие подсчет запасов и дополнительные записки, включая подсчетные планы, карты нефтенасыщенных толщин, оцифрованные внешние и внутренние контуры нефтеносности, линии литолого-фациального замещения (выклинивания) пластов-коллекторов, лицензионные границы; проектный документ на разработку по месторождению,

протоколы и решения, принятые ЦКР и ЦКЗ, топооснова в масштабе 1:25000, схемы кустования скважин. Оцифрованные структурные карты отражающих горизонтов, построенные по данным 2D и 3D сейсморазведки и результаты опробования пластов используются при построении структурной модели. Для получения петрофизической модели (зависимостей остаточной водонасыщенности от проницаемости, проницаемости от пористости и т.д.) необходимы также лабораторные данные анализов кернов по всему объему исследований (результаты определения ФЕС, параметров насыщения пласта). Для расчета фильтрационной модели нужны кривые относительной фазовой проницаемости, сведения о смачиваемости, межфазном натяжении, капилляриметрии с описанием условий экспериментов, результаты анализа компонентного и фракционного состава пластовых флюидов, PVT свойства флюидов и сжимаемость пород.

В таблице 1 приведен оптимальный состав информационных ресурсов для создания и работы с моделями.

Практика показывает два наиболее распространенных способа хранения баз данных: в виде файловой системы, обеспечивающей простоту и доступность работы с базой данных широкому кругу пользователей и в виде многопользовательской (корпоративной) базы данных в СУБД Oracle. Особенность СУБД Oracle состоит в возможности обеспечения защиты данных от сбоев оборудования и несанкционированного доступа, хранении информации в закрытых форматах, недоступных для прямого просмотра и редактирования стандартными офисными программами и хранение больших массивов информации в упорядоченном виде.

Загрузка исходных данных для моделирования. Построение ПДМ требует быстрого доступа к большому массиву исходных данных, находящихся в различных источниках. Следовательно, к информационным ресурсам предъявляются требования быстрого доступа к набору данных. Собственно загрузка данных заключается в заполнении утверждённых структур хранения информации, необходимой для работы с моделями. Загрузка информации может осуществляться из двух систем хранения и отображения данных: СУБД Oracle и файлов форматов Microsoft Excel. Форматы источников загрузки выбираются в соответствии с производственными возможностями предприятий, осуществляющих эксплуатацию программного обеспечения.

Следует выделить несколько схем загрузки данных для работы с моделями:

- загрузка исходной геологической и промысловой информации из корпоративных баз данных, имеющих набор заранее predetermined набор таблиц, содержащих справочную, геологическую, промысловую информацию;
- догрузка (пополнение) определенных видов информации, необходимой для проведения еженедельных, ежемесячных, ежегодных и др. видов отчетности;
- загрузка для промышленного использования в геологических и фильтрационных моделях, построенных в различных программных комплексах.

Загрузка обеспечивает формирование основного набора данных. При этом происходит заполнение информацией эталонного файла, содержащего служебные справочники, которые обеспечивают целостность БД и работу программы. В момент загрузки происходит заполнение пользовательских справочников и необходимой базовой информации (набор пластов и скважин). Затем загружают атрибуты скважин и пластов, то есть проницаемые интервалы, добычу, закачку, контура и т.д. Догрузка подразумевает периодическое пополнение существующих в БД типов информации и служит для поддержания базы данных в актуальном состоянии. Загрузка результатов моделирования заключается также в переносе в базу данных не только таблиц, полученных по результатам расчетов, но и карт в виде сеток.

Проверка полноты, достоверности и целостности исходных данных. Полнота исходной базы данных является залогом проведения достоверных расчетов эффективности ГТМ. Полнота загруженной в базу БД информации тесно связана с актуальностью их состояния. В свою очередь, от актуального состояния зависит конечный результат. Функция анализа полноты данных отображает количественное и процентное состояние наличия информации и соответственно указывает на отсутствующие данные, как в табличном, так и в графическом виде.

По каждому месторождению перед началом работ оценивается полнота информации. В графическом режиме сразу можно видеть степень полноты данных. Для более полного анализа данные по месторождению выводятся в отдельности по каждой скважине.

Анализ достоверности данных. Этот вид анализа данных проводится для выявления мест не согласованности данных. Приведем наиболее типичные виды несогласованности исходных данных, которые требуют корректировки данных при построении геологической модели. При дискретной интерпретации геофизических данных к ним можно отнести следующие виды ошибок: отсутствие абсолютной отметки кровли (подошвы); кровля располагается ниже

подошвы; отсутствует абсолютная отметка кровли (подошвы) проницаемого интервала; проницаемые интервалы частично или целиком лежат выше кровли (ниже подошвы); отсутствует значение (нефтенасыщенности, пористости, проницаемости) проницаемого интервала; непроницаемый интервал обозначен как проницаемый; отметки пласта пересекаются с другими пластами; отметки проницаемых интервалов пересекаются с отметками других пластов; нефтенасыщенные интервалы лежат ниже отметки ВНК; отсутствуют данные по проницаемым интервалам; водонасыщенные интервалы выше отметки ВНК; газонасыщенные интервалы ниже отметки ГНК; нефтенасыщенные интервалы выше отметки ГНК.

Достоверность данных по разработке оценивается по следующим обязательным критериям. Устранение дублирующих записей в таблице состояния скважин по фонду; то же в данных по добыче и закачке; устранение пересечений между добычей и закачкой. Проводится также проверка достоверности часов, месяцев и лет в добыче и закачке, а также

Максимальной и минимальной величин добычи нефти, жидкости и закачки вытесняющего агента, для чего задается максимально достоверная величина.

Достоверность данных по геолого-техническим мероприятиям (ГТМ) определяется по трем обязательным критериям: наличию дублирующих записей, отсутствии даты проведения ГТМ и кода мероприятия в справочнике ГТМ.

Целостность базы данных. К основным структурным элементам, определяющим целостность базы данных можно отнести скважины, пласты, временные события и справочники. Временные события или сокращенные события связывают между собой скважины и пласты. Причем к событиям можно отнести все данные, связанные с датой – даты бурения, проведения ГТМ, запуска скважины в работу, перфорации и т.п.

Целостность базы данных подразумевает логическое связывание различных типов данных посредством справочников, ключевых полей и уникальных идентификаторов различных объектов. Целостность позволяет избежать дублирования данных и сократить размер базы данных. Главное заключается в том, что целостность обеспечивает логическую связь объектов по всей базе данных, что особенно важно при удалении информации и заведении новых объектов с необходимым базовым набором информации. Целостность базы данных позволяет от разрозненных сведений, содержащихся в различных по форматам информационным массивам перейти к взаимосвязанному и упорядоченному набору данных. Причем под упорядочиванием данных

понимается их сортировка в единый временной ряд событий. Отсюда вытекает технические требования к структуре хранения данных.

Построение геологической модели. Так как работа по моделированию предназначена для геологов и разработчиков, то упор делается на максимальном учете геологических особенностей нефтяных залежей при построении модели. Геологическая модель должна быть построена не формально, а учитывать все сведения о ловушке, строении природного резервуара, типе залежи, литологических особенностях пластов-коллекторов и т.п.

Понятие концептуальной модели. Перед началом построения модели изучаются все научно-производственные отчеты и систематизируется материал, накопленный с начала изучения месторождения. По результатам такого анализа составляется концептуальная модель. Под «концептуальной моделью» авторы понимают модель геологического и палеотектонического развития территории, составленную на основе научных публикаций, научно-производственных отчетов и фондовых материалов. Назначение концептуальной модели состоит в подготовке геологических знаний для математической интерпретации. В состав концептуальной модели входят следующие геологические особенности объекта моделирования:

1. Структурно-тектонические признаки, требующие учета при построении структурной модели:

1.1. Стратиграфия разреза осадочного чехла;

1.2. История геотектонического развития территории (структурно-тектонические этажи, опорные поверхности, маркирующие горизонты);

1.3. Тип структурной поверхности (ненарушенная, срезанная стратиграфическим несогласием (размывом), связанная с древней корой выветривания);

1.4. Категория сложности структурной поверхности (однокупольная, многокупольная);

1.5. Наличие тектонических нарушений (отсутствуют, внутриформационные, межформационные);

1.6. Количество моделируемых объектов (однопластовый, многопластовый, многоярусный);

2. Литолого-фациальные особенности, необходимые для построения слоистой модели:

2.1. Литология коллектора (терригенный, карбонатный);

2.2. Условия осадконакопления (аллювиальные, дельтовые, прибрежно-морские);

2.3. Палеогеография (источники сноса, наличие размыва отложений и перерывов в осадконакоплении);

2.4. Тип коллектора (поровый, каверновый, трещинный, смешанный);

3. Сведения, необходимые для построения модели насыщения:

3.1. Тип залежи по условиям залегания (пластовый, массивный, литологически-ограниченный);

3.2. Тип залежи по характеру насыщения (газовая, нефтяная, нефтегазовая, газонефтяная, газоконденсатная);

3.3. Характер поверхности газоводяного и водонефтяного контакта (горизонтальный, наклонный, сложный, при котором отметки различаются в пределах различных тектонических и литологических блоков;

3.4. Состав и физико-химические свойства пластовых нефтей (маловязкие, высоковязкие).

Кроме того, при составлении концептуальной модели принимаются во внимание запасы месторождения (мелкое, среднее, крупное и т.д.), состав и свойства пластовых вод, стадия разработки (ранняя, развитая, поздняя).

Концептуальная модель может быть представлена в виде описания, либо в виде таблицы, в которых материал приводится с учетом целевой функции модели. Это может быть подсчет запасов нефти и газа, составление ТЭО КИН, проектирование разработки, оценка эффективности и планирование ГТМ.

Составление концептуальной модели на основании ранее опубликованных материалов в зависимости от состава показателей позволяет выбирать количество моделируемых горизонтов и структурно-тектонических горизонтов. В зависимости от того, является ли горизонт самостоятельным объектом моделирования, или же внутри него содержатся поверхности размыва, выбираются способы построения сеточной областей. Выбор оптимальной технологии моделирования заключается в том, чтобы каждое геологическое тело должно быть построено с использованием отдельных сеточных областей. После завершения рабочего варианта модели концептуальная модель уточняется.

Технология построения геологической модели. Вся технология построения структурированной геологической модели была разделена на несколько самостоятельных этапов:

1. Расчет сетки;

2. Корреляция разрезов, уточнение кровли и подошвы пластов;

3. Построение структурных поверхностей;

4. Построение слоистой структуры пласта;
5. Пространственное распределение геологических параметров;
6. Построение модели насыщения;
7. Генерализация слоев в пакки;
8. Построение зональных карт;
9. Подсчет запасов нефти и газа.

Построение фильтрационной модели. В основном выбирают модель двухфазной (нефть-вода) фильтрации.

Задача изотермической двухфазной фильтрации состоит в определении приведенного пластового давления P и водонасыщенности s , подчиняющихся следующим уравнениям в частных производных:

$$\begin{aligned} \operatorname{div}(kk^* \operatorname{grad} P) - \beta^* \frac{\partial P}{\partial t} &= 0 \\ \operatorname{div}(fkk^* \operatorname{grad} P) - m \frac{\partial s}{\partial t} &= 0 \end{aligned} \quad (1)$$

- абсолютная проницаемость

$$k^*(s) = \frac{k_v^*(s)}{\mu_v} + \frac{k_n^*(s)}{\mu_n}, \quad (2), \text{ где:}$$

$$f(s) = \frac{k_v^*(s)}{(\mu_v \times k^*(s))}$$

$k_v^*(s), k_n^*(s)$ - относительные фазовые проницаемости;

μ_v, μ_n - вязкость воды и нефти;

$\beta^*(m, s)$ - упругость пласта;

$m(x, y, z)$ - пористость.

Начальные и граничные условия:

а) в начальный момент времени известно распределения давления и водонасыщенности:

$$P = \varphi_0(x, y, z) \quad (3)$$

$$s = s_0(x, y, z) \quad (4)$$

б) для скважин задан дебит:

$$q = \frac{2\pi \times \sigma \times (p_{пл} - p_{заб})}{\ln \frac{r_K}{r_c}} \quad (5), \text{ где}$$

σ - гидропроводность, $p_{пл}, p_{заб}$ - пластовое и забойное давление

в) на внешней границе пласта задается давление

$$p_{гп} = \varphi(x, y, z) \quad (6)$$

г) подошва и кровля пласта непроницаемы

$$\frac{dp}{dn_{кр,пд}} = 0 \quad (7)$$

Требуется найти функции $P(x, y, z, t), s(x, y, z, t)$, и удовлетворяющие уравнениям (1), (2) и условиям (3)-(7).

Для адаптации гидродинамической модели по замеренной и вычисленной добыче нефти предлагается использовать три различных механизма.

I. Изменение вида кривых относительных фазовых проницаемостей.

Суммарная адаптация проводится за счет подбора общих параметров кривых фазовых проницаемостей.

II. Локальное изменение геологической информации и карт остаточных нефте- и водонасыщенности.

Программный модуль, реализующий алгоритм, должен предусматривать возможность локального изменения карт: начальной нефтенасыщенности, проницаемости и проницаемости перемычек.

III. Возможность расчета в режиме заданной добычи нефти.

В случае, когда информация о количестве добытой нефти представляется наиболее достоверной (возможность заколонных перетоков, некорректность учета воды/газа и т.п.), необходимо проводить расчет в режиме заданного количества добытой нефти.

Расчет фильтрационной модели позволяет определить, какие скважины входят в области влияния нагнетательных скважин, оценить текущие запасы в области дренирования отдельных скважин.

Рекомендуемые темы дипломных работ. При условии передачи исходных геологических и промысловых данных предприятием, на котором проходит практику студент с привлечением элементов моделирования могут быть выполнены, например, следующие темы дипломных работ.

- Анализ разработки на основе трехмерной геологической (или геолого-фильтрационной) модели конкретного нефтяного месторождения.

- Моделирование особенностей геологического строения и разработки сложно построенных нефтегазовых залежей нефти.

- Оценка технико-экономической эффективности геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и капитального ремонта скважин.

- Анализ эффективности геолого-технического мероприятия, например зарезки боковых стволов, применение потокоотклоняющих технологий и и др. в различных геолого-промысловых условиях.

Таблица 1

Состав первичной геолого-промысловой информации, необходимой для выполнения дипломной работы с использованием программных средств для геолого-фильтрационного моделирования

Вид данных	Период и объем информации	Способ предоставления
1	2	3
Отчетные материалы:		
Подсчет запасов и дополнительные записки, включая двумерные поля, представляющие подсчетные планы, карты нефтенасыщенных толщин, оцифрованные внешние и внутренние контуры нефтеносности, линии литолого-фациального замещения (выклинивания) пластов-коллекторов, лицензионные границы;	Последний документ	в бумажном либо электронном виде
Протоколы и решения, принятые ЦКР		копии документов
Протоколы и решения, принятые ГКЗ		копии документов
ТЭО КИН	Последний документ	в бум.виде, в электр.виде
Сведения по геолого-геофизической изученности пластов	После последнего подсчета запасов;	Краткая выписка с отчёта

1	2	3
Информационная база данных:	с начала разработки до с.г.	в электр.виде
Координаты пластопересечений и устьевые координаты скважин, даты бурения и ввода в эксплуатацию, альтитуды и удлинения;	По всем скважинам, по всем продуктивным пластам	Текстовый файл в формате ASCII
Данные ГИС: оцифрованные данные скважинного каротажа в las-форматах, данные инклинометрии по всем параметрам (дир.угол, глубина и т.д.) и результаты расчета траектории скважин.	По всем скважинам	Файл в формате LAS
Данные РИГИС: Глубины и абсолютные отметки залегания пористо-проницаемых интервалов, продуктивных пластов, значения α_{ps} , УЭС, толщины эфф./эфф.нн , пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, характера насыщения, литологии пористо-проницаемых интервалов;	По всем скважинам, по всем продуктивным пластам	Текстовый файл в формате ASCII либо таблицы в формате Excel
Данные по сейсморазведке 2Д, 3Д: оцифрованные структурные карты отражающих горизонтов. Отчет о работах сейсмических партий.	По основным отражающим горизонтам.	Файлы в формате GRD
Уравнения петрофизических зависимостей для всех продуктивных объектов, в том числе зависимость ост. водонасыщенности от проницаемости, проницаемости от пористости и т.д;		Графики, палетки
Результаты корреляции горизонтов и фациального анализа (таблицы маркеров, карты фаций и т.д.);	По всем скважинам	
Данные о результатах испытаниях/опробованиях пластов;	По всем скважинам, за всю историю разработки	Таблицы в электронном виде
Таблицы с лабораторными данными анализов кернов по всему объему исследований (результаты определения ФЕС, параметров насыщения пласта (K_{BO} , K_{HO} , K_H), фазовой проницаемости, смачиваемости, межфазного натяжения, капилляриметрии и т.п.) с описанием условий экспериментов;	Все исследования, включая данные по соседним месторождениям	в электронном фиде
Результаты анализа компонентного и	Все	копии

1	2	3
фракционного состава пластовых флюидов, PVT свойства флюидов и сжимаемость пород;	исследования, включая данные по соседним месторождениям	лабораторных данных
Интервалы перфорации скважин (в измеренных глубинах и абсолютных отметках), включая перестрелы, дострелы и заливки, по всем разрабатываемым пластам;	По всем скважинам, За всю историю разработки	Таблицы в электронном виде
Динамика разбуривания месторождения: номера проектных скважин и координаты (устьевые и пластопересечения);	на два года вперед.	Таблицы в электронном виде
Данные о работе скважин (режим, дебит и приемистость, добыча, обводненность продукции, газовый фактор, замеры устьевых и забойных давлений);	По всем скважинам	Таблицы в электронном виде
Данные по движению и состоянию скважин по всему фонду, причины простоев и вывода скважин в бездействие.	По всем скважинам, за всю историю разработки	Таблицы в электронном виде
Замеры текущего пластового давления, результаты ГДИ, определения скин-фактора;	За всю историю разработки	Таблицы в электронном виде
Данные ПГИ: результаты по определению негерметичности колонны, профиля приемистости (притока), заколонных перетоков, определению характера поступающей жидкости, определению наличия и сцепления цемента;	По всем скважинам, за всю историю разработки	В формате LAS + заключения в виде текста и таблиц
Данные по проведенным ГТМ (с указанием интервалов глубин проведения мероприятий и результатам их применения) и планируемым мероприятиям. Данные по ремонтам.	По всем скважинам, за всю историю разработки	Таблицы в электронном виде
Экономика:		
Экономические показатели и нормативы, действующие в текущий период времени (исходные данные по ценам и налогам, по кап.вложениям, по экспл.затратам)	На текущий год	в электр.виде или бум.виде

ОФОРМЛЕНИЕ СПИСКА ЛИТЕРАТУРЫ

В алфавитном порядке приводится перечень опубликованных и фондовых работ (отдельными списками), использованных или принятых во внимание при подготовке проекта. Ниже приводятся примеры оформления литературных источников, согласно ГОСТ 7.1-2003.

1. Книги одного автора.

Губкин И.М. Учение о нефти/ И.М. Губкин. – М.: Наука, 1975. – 384 с.

2. Книги двух или трех авторов.

Иванова М.М. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа/ М.М. Иванова, Л.Ф. Дементьев, И.П. Чоловский. – М.: Недра, 1985. – 422 с.

3. Книги четырех и более авторов.

Геология турнейского яруса Татарстана/ Р.Х. Муслимов [и др.]; отв. редактор Э.М. Хакимов. – Казань: Изд-во Мониторинг, 1999. – 156 с.

4. Отдельный том в многотомном издании.

Муслимов Р.Х. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения: в 2 т. /Р.Х. Муслимов, А.М. Шавалиев, Р.Б. Хисамов, И.Г. Юсупов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – Т 1. – 349 с.

5. Официальные материалы.

Закон о недрах: официальный текст. – М.: Недра, 2004. – 56 с.

6. Материалы конференций.

Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений: Труды межд. науч.-практ. конф., 8-9 сентября 1999 г.: тез. докл. – Казань: Экоцентр, 1999. – 473 с.

7. Статьи из журналов.

Митрофанов В.П. О влиянии гранулометрического состава терригенных пород на их коллекторские свойства/ В.П. Митрофанов, Т.П. Мягкова // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2005. - №5-6. – С. 51-59.

8. Статьи из сборников.

Ананьев В.В. Методические аспекты использования "прямых" методов при осуществлении локального прогноза нефтегазоносности / В.В. Ананьев // Стратегия развития и освоения сырьевой базы основных энергоносителей России: сб. ст. – Санкт-Петербург, ВНИГРИ, 2004. – С. 73-84.

9. Глава в книге одного автора.

Дияшев Р.Н. Характеристики коллекторов и насыщающих их нефтей основных продуктивных горизонтов месторождений Татарстана (название главы) // Механизмы негативных последствий совместной разработки нефтяных пластов / Р.Н. Дияшев. – Казань, 2004. – Гл.3. – С. 65-89.

10. Глава в книге трех авторов.

Муфазалов Р.Ш. Исследование совместной работы пласта и нагнетательной скважины / Р.Ш. Муфазалов // Гидромеханика совместной работы пласта, добывающей и нагнетательной скважин: учеб. / Р. Муфазалов, Р. Муслимов, И. Бурцев. – Казань, 2000. – Гл.6. – С. 152-193.

11. Авторефераты диссертаций и диссертации.

Ахметов В.Н. Дифференциация неоднородных коллекторов по фильтрационным свойствам: автореф. дис. на соискание ученой степени кандидата технических наук / В.Н. Ахметов; Уфа, 2005. – 21 с.

ТРЕБОВАНИЯ К ДЕМОНСТРАЦИОННЫМ ГРАФИЧЕСКИМ МАТЕРИАЛАМ

В настоящем методическом указании в разделах, разъясняющих содержание различных глав дипломного проекта, названы возможные графические иллюстрации к каждой из глав. Для специальной части иллюстрации названы отдельно для каждого из возможных специальных вопросов. В качестве демонстрационного материала дипломник подготавливает графические приложения, выполняемые на ватмане, либо плотерной бумаге.

Среди них наиболее типовыми являются:

1. Сводный геолого-геофизический разрез месторождения (площади). Сводный разрез вычерчивается для всей вскрытой толщи пород.
2. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта или по ближайшему к поверхности коллекторов реперу. На структурной карте обязательно наносятся контуры нефтеносности и газоносности –

внешние и внутренние.

3. Детальная корреляционная схема строится для рассматриваемой продуктивной части разреза в масштабе глубин 1:200, а при большой толщине продуктивного разреза (более 100 м) в масштабе 1:500. Схему строят по 10-20 скважинам, представляющим все разновидности продуктивного разреза. На схеме у каждой скважины наносятся типовые кривые электро- и радиометрии.
4. Два детальных геологических профиля рассматриваемой продуктивной части разреза (при простом строении месторождения допускается один профиль), проведенные через все месторождения рассматриваемой площади. Направление профилей должно быть подобрано таким образом, чтобы на них по возможности нашло отражение положение контактов (ВНК, ГВК, ГНК). Для наглядности на профилях нефтенасыщенные, газонасыщенные и водонасыщенные коллекторы закрашиваются разными цветами.
5. Карта текущего состояния разработки рассматриваемого объекта. Карта строится на основе литологической (зональной) карты. На карте показываются: начальные и текущие контуры нефтеносности; состояние пробуренного на объект фонда скважин (в условиях обозначения); суточный дебит жидкости действующих скважин и суточная приёмистость в виде кругов, площадь которых отвечает дебиту и приёмистости; по эксплуатационным скважинам в виде сектора наносится величина обводненности продукции скважины ($3,6^0 = 1\%$ обводненности).

При многопластовом обводненном объекте карта разработки может быть построена для основного по запасам пласта.

6. Карта изобар. Для наглядности карта изобар раскрашивается одной гаммой цветов (обычно от желтого до коричневого) со сгущением цвета в сторону повышения давления.
7. График разработки рассматриваемого объекта. На графике в виде кривых показывается динамика основных показателей разработки рассматриваемого объекта – годовая добыча нефти и отбор жидкости, обводненность продукции в % (на конец года или среднегодовая, фонд действующих и нагнетательных скважин (на конец года или среднегодовой), средний дебит скважин по нефти и жидкости, пластовое давление, газовый фактор.

Годовая добыча нефти, отбор жидкости и закачка воды показывается в одном масштабе, в поверхностных условиях, в тысячах тонн. При этом по оси ординат отсчет ведется от нуля. Все показатели разработки приводятся на графике с начала эксплуатации объекта.

8. На нескольких листах в виде карт, графических построений и таблиц даются иллюстрации по специальной части, а также технологическим и экономическим вопросам дипломной работы.

ПРИМЕРЫ ОФОРМЛЕНИЯ РАМОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Казанский (Приволжский) Федеральный университет
Кафедра геологии нефти и газа, 2011 год

Графическое приложение
к дипломной работе №

Покровское месторождение
СТРУКТУРНАЯ КАРТА
по кровле верейского горизонта
Масштаб 1:25000

Выполнил: Иванов А.В.

Покровское месторождение
СХЕМА КОРРЕЛЯЦИИ
продуктивной толщи среднего карбона
Масштаб 1:200

Выполнил: Иванов А.В.

Покровское месторождение
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ
продуктивной толщи среднего карбона
Масштаб верт. 1:200
гор. 1:25000

Выполнил: Иванов А.В.

Учебное издание

Батырбаева Рауза Ахатовна
Вафин Рустем Фердинантович
Ганиев Радик Рафкатович

**ПРОГРАММА
ПРЕДДИПЛОМНОЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКИ И
МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ДИПЛОМНОМУ
ПРОЕКТИРОВАНИЮ**

Дизайн обложки
М.А. Ахметов

Подписано в печать 16.11.2011.
Бумага офсетная. Печать цифровая.
Формат 60х84 1/16. Гарнитура «Times New Roman». Усл. печ. л. 2,5.
Тираж 80 экз. Заказ 336

Отпечатано с готового оригинал-макета
в типографии Издательства Казанского университета

420045, г. Казань, ул. Кр.Позиция, 2а
тел. (843) 233-72-12